

Erste Eignungsbewertung des Feldes A6/B4 für die Kohlendioxid-Speicherung

Peter Reichetseder, TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld

Kurt M. Reinicke, TU Clausthal, Clausthal-Zellerfeld

1. Anlass

Auf der internationalen Klimakonferenz ("COP 21") in Paris am 12. Dez. 2015 wurde beschlossen, durch Reduktion von CO₂-Emissionen den Temperaturanstieg auf 2°C (nach Möglichkeit nur 1,5°C) bezogen auf den vorindustriellen Stand zu begrenzen. In der kürzlich erschienenen Studie des European Academies Science Advisory Council EASAC „Negative emission technologies: What role in meeting Paris Agreement targets?“ [1] wird die fehlende Dringlichkeit der Umsetzung der Senkung der CO₂-Emissionen thematisiert.

Wirtschaftliche Anreize zur Vermeidung von CO₂ sind auf Grund der niedrigen CO₂-Preise und wegen der vorhandenen politischen/öffentlichen Meinung kaum gegeben. Der EASAC-Bericht zeigt außerdem auf, dass die vielfach geäußerten Vorstellungen und Erwartungen, die erforderlichen Technologien wären ja vorhanden und könnten sofort eingesetzt werden, viel zu optimistisch sind. „Hypothetische Technologien in Computersimulationen zu packen ist völlig anders, als Forschung, Entwicklung, Bau und Betrieb solcher Technologien im Weltmaßstab zu betreiben, um die erforderlichen Ziele zu erreichen“ stellt der Bericht klar.

Szenarien ohne NETs (Negative Emission Technology) zeigen die Unmöglichkeit, bis 2050 die CO₂-Emissionen auf null zu bringen. Die EASAC-Studie konzentriert sich daher auf die Prüfung jener Technologien, die "negative Emissionen" ermöglichen, und ihre Bedeutung zur Erreichung der Klimaziele. Zusammenfassend weist die Studie auf die Prioritäten hin:

- 1) Die EU (und die übrigen Vertragsstaaten) müssen sich auf eine rasche Reduktion der THG konzentrieren und die nationalen Reduktionspläne überarbeiten.
- 2) Die technisch glaubwürdigsten Verfahren sind die Aufforstung und Bindung des CO₂ in Feststoffform. Insgesamt ist aber der Verlust an Wäldern z. Z. größer, als der Zuwachs.
- 3) EASAC empfiehlt zur Lösung des "Deltas" den Einsatz von CCS Technologien sowie die Entwicklung von Geschäftsmodellen für CO₂ aus Kraftwerken und von energieintensiven Industrien. Die Pläne für CCS in der EU stagnieren bislang, so dass Erfahrungen damit nur in Ländern außerhalb der EU gesammelt werden. Das hat Folgen auf die zeitliche Entwicklung, aber auch für die Verfügbarkeit von wettbewerbsfähigen Verfahren.

Sowohl IPCC [2] (450 ppm CO₂-equivalent in 2100 ist entweder unmöglich oder deutlich teurer ohne CCS) als auch Ekins et al [3] betonen die kritische Rolle von CCS. Die EU verfolgt daher seit den frühen 2000er Jahren eine CCS Strategie. Bislang gibt es jedoch keine relevanten Projekte außer den in Norwegen im Rahmen der Erdgasgewinnung laufenden CO₂-Injektionen in den Feldern Sleipner und Snoevhit.

Erfahrungen aus zwischenzeitlich gestarteten Projektvorhaben, die inzwischen wieder gestoppt wurden, zeigen vielfältige Barrieren auf. Jede Phase der CCS-Technologie

(Abscheidung, Transport, Speicherung) benötigt die Entwicklung und Reifung der geeigneten Verfahren und Infrastrukturen.

Auf Grund des niedrigen CO₂-Preises konnten sich keine Geschäftsmodelle etablieren. Gestoppte Projekte (z.B. UK, Peterhead/Goldeneye) zeigen auch, dass die Projektplanungen komplex sind, langwierige Ausschreibungen für private Investoren erfordern, und die angedachte Allokation der Risiken auf private Investoren zu überteuerten Projekten führt. EASAC kommt daher zu dem Schluss, dass der Transport und die Speicherung von CO₂ Aufgaben des Gemeinwohls sein müssen. Der Staat sollte sodann die erforderlichen Serviceleistungen für Produzenten von CO₂ zur Verfügung stellen. Eine entsprechende Infrastruktur könnte auch Möglichkeiten zur Nutzung von CO₂ als Rohstoff bzw. Einsatzstoff für Produktionsprozesse berücksichtigen.

Eine Entwicklung dieser Infrastruktur in Phasen über einen längeren Zeitraum – wie bei anderen Großprojekten auch – erfordert frühes und konsistentes Planen.

Die Umsetzung einer europäischen Strategie erfordert jeweils dazu passende Schritte in den einzelnen Ländern, z.B. auch die erforderlichen gesetzlichen Rahmenbedingungen. Hier sei auch auf die erforderliche Revision des *Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG*, vom 17. Aug. 2012 hingewiesen, welches u. a. Anträge bis spätestens **31. Dezember 2016** vorsah.

2. Zusammenfassung

Auf Basis der öffentlich zugänglichen Information erscheint das mittlerweile förderschwache Erdgasfeld A6/B4 300 Kilometer vor der Küste Deutschlands mittelfristig grundsätzlich geeignet zur Durchführung eines CCS Demonstrationsvorhabens in sinnvoller Größenordnung. Das Speichervolumen bei Ausfüllen des ursprünglich Erdgas-gefüllten Volumens (kum. Produktion 9,5 Mrd. m³ (V_n) beträgt etwa 25 Mt. Die erzielbare Injektionsrate dürfte bei größer 100.000 t/a/Bohrung liegen. Die Plattform müsste für die neue Aufgabe zwar nachgerüstet werden, erscheint jedoch grundsätzlich geeignet für Injektionsbetrieb und Monitoring. Die Anbindung der Plattform über das NOGAT System nach Den Helder bietet als Option einen Pipelinetransport von CO₂ vom holländischen Festland zusätzlich zur Option eines Transports per Schiff. Das Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG, vom 17. Aug. 2012) schränkt die möglichen Aktivitäten zwar ein. Bei gegebener Dringlichkeit und hohen Vermeidungskosten für CO₂ sollte es möglich sein, die vorhandenen Barrieren zu hinterfragen und eine Lösung vorzustellen.

3. Einleitung

Im Jahre 2016 wurden weltweit 15 großskalige „Carbon Capture and Storage“ (CCS) Projekte betrieben. Im Rahmen des Betriebs wurden ca. 68 Mio. t CO₂ injiziert, 25 Mio. t davon mit dem Ziel der CO₂-Speicherung, der Rest im Rahmen von Enhanced Oil Recovery Maßnahmen. Gemäß Planung sind in 2017 sechs weitere Projekte dazu gekommen. Weitere fünf Projekte sollen ab 2018 starten, Schiffer und Thielemann [4]. Kein einziges dieser Projekte liegt in der EU, obwohl diese bereits im Jahre 2009 den rechtlichen Rahmen dafür geschaffen hat. Innerhalb der EU wurden zwischen 2004 und 2014 vierzehn kleinere Pilotvorhaben betrieben, davon zwei in Deutschland (Ketzin: 0,06 Mt/a und Schwarze Pumpe: 0,72 Mt/a CO₂ Injektionsvolumen) [5].

Eine Fortsetzung der CCS Aktivitäten in Deutschland scheiterte aufgrund politischer, medialer und öffentlicher Akzeptanz, die ihren Niederschlag in einer zu restriktiven Umsetzung der CCS-Richtlinie 2009/31/EG in nationales Recht fanden. Hier waren um die gleiche Zeit durch den Forschungsverbund CLEAN (CO₂ Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field) erhebliche Vorarbeiten für eine Speicherung im Erdgasfeld Salzwedel Peckensen (Kumulativ-Produktion 265 Gm³) geleistet worden [6].

In Deutschland erfolgte die Umsetzung der CCS-Richtlinie mit dem *Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG, vom 17. Aug. 2012)* [7]. In §2 wird zum Geltungsbereich und zur landesrechtlichen Gebietsbestimmung ausgeführt:

- (1) Dieses Gesetz gilt für die Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten einschließlich der Untersuchung, der Überwachung, Stilllegung und Nachsorge für alle Anlagen und Einrichtungen zur Speicherung, den Transport von Kohlendioxid sowie für sonstige Tätigkeiten, soweit dies ausdrücklich bestimmt ist.
- (2) Es dürfen nur Kohlendioxidspeicher zugelassen werden,
 1. für die bis spätestens **31. Dezember 2016** ein vollständiger Antrag bei der zuständigen Behörde gestellt worden ist,
 2. in denen **jährlich nicht mehr als 1,3 Millionen Tonnen Kohlendioxid** eingespeichert werden und
 3. soweit im räumlichen Geltungsbereich dieses Gesetzes eine **Gesamtspeichermenge von 4 Millionen Tonnen Kohlendioxid im Jahr** nicht überschritten wird.

Die Landesbehörden entscheiden über die Zulassungsanträge in der Reihenfolge des Eingangs der vollständigen Antragsunterlagen bei der jeweils zuständigen Landesbehörde.

- (3) Dieses Gesetz gilt *auch* für die Speicherung von Kohlendioxid zu **Forschungszwecken**.
- (4) Dieses Gesetz gilt nach Maßgabe des Seerechtsübereinkommens der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl. 1994 II S. 1798, 1799) **auch im Bereich der ausschließlichen Wirtschaftszone und des Festlandsockels**.
- (5) Die Länder können bestimmen, dass eine Erprobung und Demonstration der dauerhaften Speicherung nur in bestimmten Gebieten zulässig ist oder in bestimmten Gebieten unzulässig ist. Bei der Festlegung nach Satz 1 sind sonstige Optionen zur Nutzung einer potenziellen Speicherstätte, die geologischen Besonderheiten der Gebiete und andere öffentliche Interessen abzuwägen.

Laufende CCS Aktivitäten in Europa, aber außerhalb der EU, sind beschränkt auf Norwegen (Sleipner: 0,9 Mt/a, Snoehvit: 0,7 Mt/a und Mongstad: 0,1 Mt/a CO₂ Injektionsvolumen). Weitere Projekte sind in Norwegen in Planung mit mindestens einem „full-scale“ Projekt (bis zu 1,3 Mt/a CO₂ Injektionsvolumen) betriebsbereit in 2020 [8], siehe Abbildung 1 linkes Bild.

Planungsarbeiten sind dokumentiert für die Niederlande und für das Vereinigte Königreich (UK). Laut Koalitionsvereinbarung vom Oktober 2017 wollen die Niederlande die CO₂-Emissionen bis zum Jahre 2030 um 49% gegenüber 1990 reduzieren oder um 56 Mt CO₂ pro

Jahr. Der CCS Beitrag wird bei 20 Mt pro Jahr gesehen [9]. Die Ausgaben der öffentlichen Hand zur Unterstützung von Emissionsreduzierung und Energieübergang werden mit vier Milliarden Euro pro Jahr angegeben. Forschungsarbeiten zur Vorbereitung von großvolumigen Demonstrationsvorhaben werden im Rahmen des CATO Programms (CO₂ **A**vfang, **T**ransport **e**n **O**pslag (CO₂ capture, transport and storage)) durchgeführt [10]. Forschungslokationen sind in Abbildung 1 mittleres Bild gezeigt.

Für das UK sind Arbeiten an einem Demonstrationsvorhaben Peterhead (Kraftwerk)/ Goldeneye (Offshore Plattform) dokumentiert, Abbildung 1, rechtes Bild, die jedoch 2015 in der Front End Engineering Design Phase gestoppt wurden. Als Grund für die Aussetzung der Aktivitäten werden Kostensteigerungen von ursprünglich £2 bis 6bn in 15 Jahren auf bis zu £8.9bn in 2015 genannt [11].

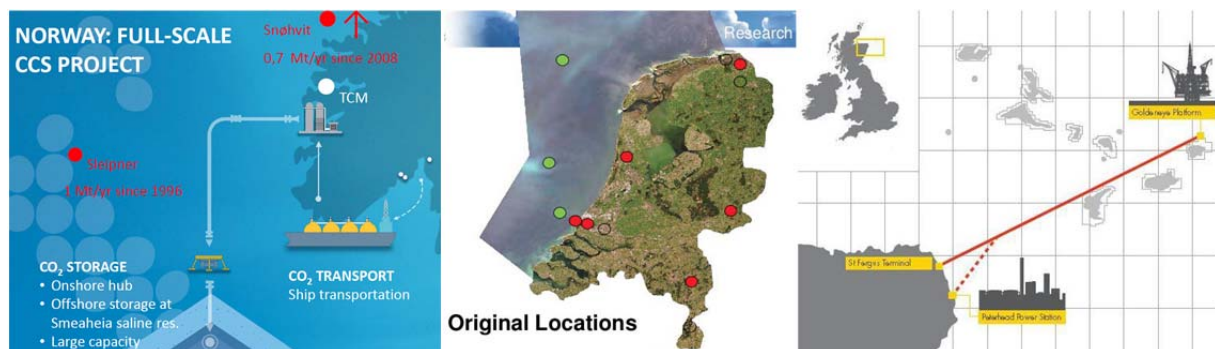


Abbildung 1: Smeaheia Project in Norwegen, Niederländische Forschungslokation, Goldeneye CCS in UK [12]

Schlüsselparameter für die geplanten Projekte in Norwegen und UK im Vergleich zum Erdgasfeld A6/B4 in der deutschen Nordsee sind in der nachstehenden Tabelle gezeigt.

	Norwegen Smeaheia ¹⁾	UK Goldeneye/ Peterhead ²⁾	A6/B4
Speicher Horizont	Aquifer	Deplettiertes Gasfeld	Deplettiertes Gasfeld
	50 km Offshore, Pipeline / Plattform oder Direktinjektion vom Schiff	100 km Offshore, Pipeline/ existierende Plattform	300 km Offshore, Pipeline/ existierende Plattform
Reservoir Teufe, m	1.200 – 1.500	2.500	2.500
Porosität/Permeabilität, % / mD	30 / 420-1300	25 / 790	?
Reservoirdruck, ursprünglicher / derzeitiger, bar		264 / 180	430 / ?
Ursprünglicher Gasvorrat, Gm ³	0	20-23	15
CO ₂ Speicher Volumen, Mt	100	20	20-25
Injektionsrate, kt/a	400-1.300	1.000 ³⁾	120 pro Bohrung
Kapitalausgaben, M€	720-1.260	Urspr. £2-6bn, in 2015 £8,9bn ⁴⁾ in 15 Jahren	100 ⁵⁾
Betriebskosten, M€/a	35-89		12 ⁵⁾
CO ₂ -Vermeidungskosten	200-129		16 ⁵⁾

1) für Sleipner und Snøhvit, siehe <http://dels.nas.edu/resources/static-assets/basc/miscellaneous/gs-workshop/8-ringrose.pdf>

2) inzwischen gestoppt, siehe Shell Peterhead CCS Projekt Dokumentationen im Netz

3) 5 Produktionsbohrungen → umgerüstet auf 4-6 Injektionsbohrungen [13]

4) Kosten inkl. Post-Combustion-Abscheidung am Kraftwerk

5) nur Speicherung ohne Transport und Abscheidung

Von den Einschränkungen des KSpG sind Aktivitäten in der deutschen Nordsee betroffen. Dennoch würde gerade bei dem Erdgasfeld A6/B4, 300 km von der Küste entfernt, die Möglichkeit bestehen, ein Pilotprojekt in sinnvoller Größenordnung durchzuführen. Bei gegebener Dringlichkeit und hohen Vermeidungskosten für CO₂ sollte es möglich sein, die vorhandenen Barrieren zu hinterfragen und eine Lösung vorzustellen.

4. Erdgasfeld A6/B4

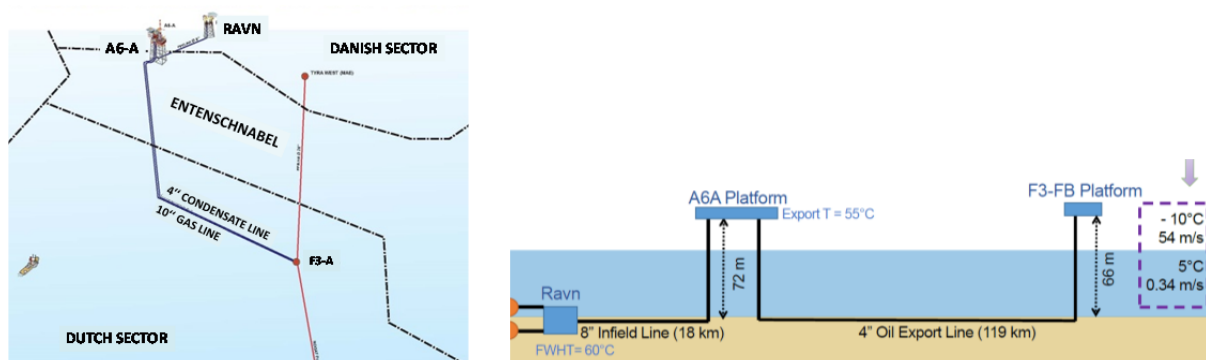
a) Allgemeines

A6/B4 ist ein etwa 300 Kilometer von der deutschen Küste und auch von Den Helder (NL) entfernt gelegenes Erdgasfeld in der Nordsee. Es liegt im sogenannten Entenschnabel, der ausschließlichen Wirtschaftszone, in der Deutschland das alleinige Recht zur wirtschaftlichen Ausbeutung hat [14].

Das Feld A6/B4 wurde im Jahre 1974 durch das Deutsche Nordseekonsortium¹ mit der Bohrung A6 1 entdeckt und mit Hilfe von 2D und 3D Seismik sowie zwei weiteren Bohrungen in seinen Ausmaßen untersucht. Im Rahmen seiner Entwicklung im Jahre 1999 durch Wintershall wurden drei Produktionsbohrungen niedergebracht, eine Plattform errichtet und diese über eine 20“-Pipeline in F3-A (Engie) in das holländische NOGAT System nach Den Helder eingebunden, Abbildung 2. Der Gasleitung parallel wurde eine 4“-Kondensat-Leitung verlegt, um das im Gas enthaltene Kondensat abzuleiten. Zur Verbesserung der Ausbeute wurden in den Folgejahren drei weitere Bohrungen abgeteuft.

Die Produktion des Feldes wurde im September 2000 durch den Betriebsführer Wintershall Noordzee B.V. aufgenommen. Bis Ende 2016 wurden insgesamt 9,4 Milliarden m³ gefördert. Im Jahre 2016 betrug die Förderung nur noch 43 Millionen m³ [15].

Ergänzend zur Gas- und Kondensatförderung aus dem A6/B4-Feld hat Wintershall Noordzee B. V. im April 2017 die Produktion in ihrem dänischen Ölfeld, Ravn, aufgenommen, Abbildung 2. Das geförderte Erdöl des etwa 18 Kilometer entfernt gelegenen Feldes wird über eine Unterwasserpipeline von der Ravn-Plattform zur A6-A-Plattform transportiert und dort in das bestehende Exportnetz in die Niederlande eingespeist, Abbildung 3. Laut Wintershall wird mit der Ravn Entwicklung der Weg für mögliche weitere Öl- und Gasentwicklungen in der Region geebnet [16] mit potentiellen Auswirkungen auf die weitere kurz-/mittel-/längerfristige Nutzung von A6-A [17].



¹ BEB Erdgas und Erdöl GmbH (40,45%), die EWE AG (2,50%), die RWE Dea AG (7,10%) und die Wintershall Holding AG (49,95%); inzwischen dürfte Wintershall die Anteile der anderen Partner übernommen haben und 100% halten.

Abbildung 2: Übersichtskarte, (Auszug aus [18])

Abbildung 3: Pipelinesystem Ravn → A6-A → F3-FB [19]

b) Geologie und Lagerstätte

Das Erdgasfeld A6/B4 liegt im Bereich des Zentralgrabens der Deutschen Nordsee. Fallenstruktur ist eine herausgehobene Antiklinale, die im Süden an einer Störung abbricht. Im zentralen Teil des Feldes beträgt der Versatz ca. 120 m. Nach Osten nimmt der Versatzbetrag auf einige 10er-Meter ab, so dass die Möglichkeit eines Gasumstieges von der Südscholle in das Hauptfeld gegeben ist. Die Störung gliedert das Feld in eine Südscholle und eine Nordscholle. Die Nordscholle ist das Hauptfeld mit über 97 % der erwarteten Erdgasreserven. Im Osten wird das Feld durch einen invertierten, triassischen Halbgraben begrenzt, Abbildung 4 und Abbildung 5 [20].

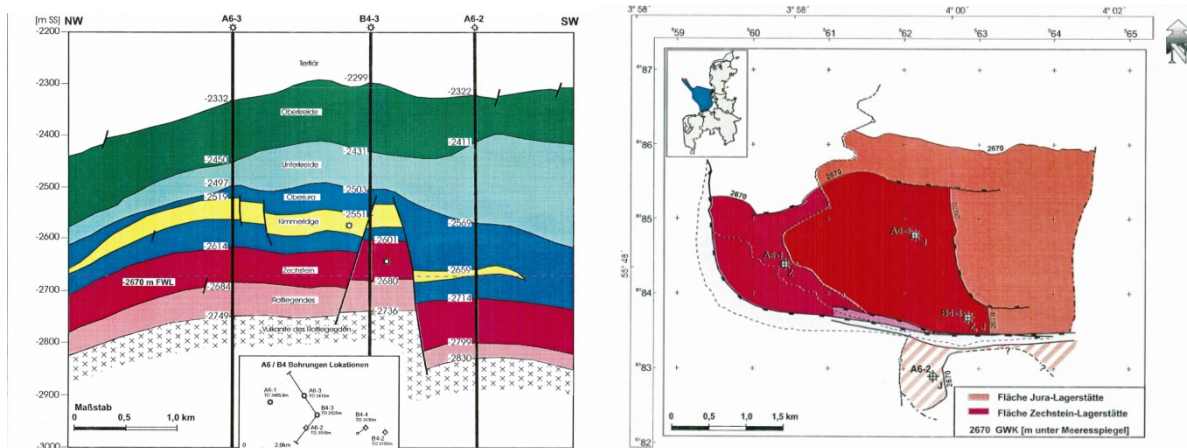


Abbildung 4: Profilschnitt NW SW [12]

Abbildung 5: Strukturkarte [12]

Der Top der gasführenden Speichergesteine liegt bei ca. 2.470 m u. MSL, der Gas-Wasser-Kontakt wird bei 2.670 m u. MSL gesehen, sodass sich eine Gassäule von rund 200 m ergibt [20]. Die Tonsteine des Oberjura bilden eine sehr effektive Abdeckung der Lagerstätte, wodurch Kohlenwasserstoffe nicht in höher gelegene Stockwerke entweichen können [20].

Die Speichergesteine für das aus dem Karbon stammende Gas sind oberjurassische Sandsteine, Zechstein-Karbonate und - untergeordnet - Rotliegend-Vulkanite.

Die Oberjura-Sandsteine werden als flachmarine, sich überlagernde Barrensande gedeutet. Diese wurden im Westen der Lagerstätte erosiv abgetragen und keilen in alle anderen Richtungen aus. Die Mächtigkeit des Oberjura-Sandsteins beträgt bis zu 55 m, mit durchweg guten Speichereigenschaften. Im Osten des Feldes sind die Sandsteine an der Flanke des Inversionshochs angeschleppt worden [20].

Das Zechstein-Speichergestein wird im Wesentlichen durch karstifizierte und gelaugte Karbonate gebildet. Die Zechstein-Karbonate erhielten ihre guten Speichereigenschaften während des Jura, als Bereiche des Zechsteins an der Erdoberfläche lagen und der Verwitterung ausgesetzt waren. Die laterale Verbreitung der Zechsteinbereiche mit guten Speichereigenschaften schwankt innerhalb des Feldes [20].

Eine Gasführung im Rotliegend-Vulkanit wurde mit der Bohrung A6 1 nachgewiesen. Es handelt sich hierbei um eine reine Kluftlagerstätte mit geringem Gasinhalt, die im Westteil

des Feldes den Zechstein direkt unterlagert [20].

Die ursprünglichen Gasreserven wurden bei Entwicklung des Fundes auf 10,5 Mrd. m³ Rohgas geschätzt. Das geförderte Gas enthält höhere Kohlenwasserstoffe, von denen im Rahmen der Produktion ein Teil kondensiert und auf der Plattform flüssig anfällt (ca. 120 – 140 g Kondensat pro Kubikmeter Rohgas)². Mit einem Brennwert des getrockneten Gases von 11,9 kWh/m³(V_n) ist das Gas der H-Gas Kategorie zuzuordnen [20].

c) Geophysik

Das Gebiet von A4 ist durch geophysikalische 2D und 3D (1989) Surveys gut überdeckt, siehe Abbildung 6, [21].

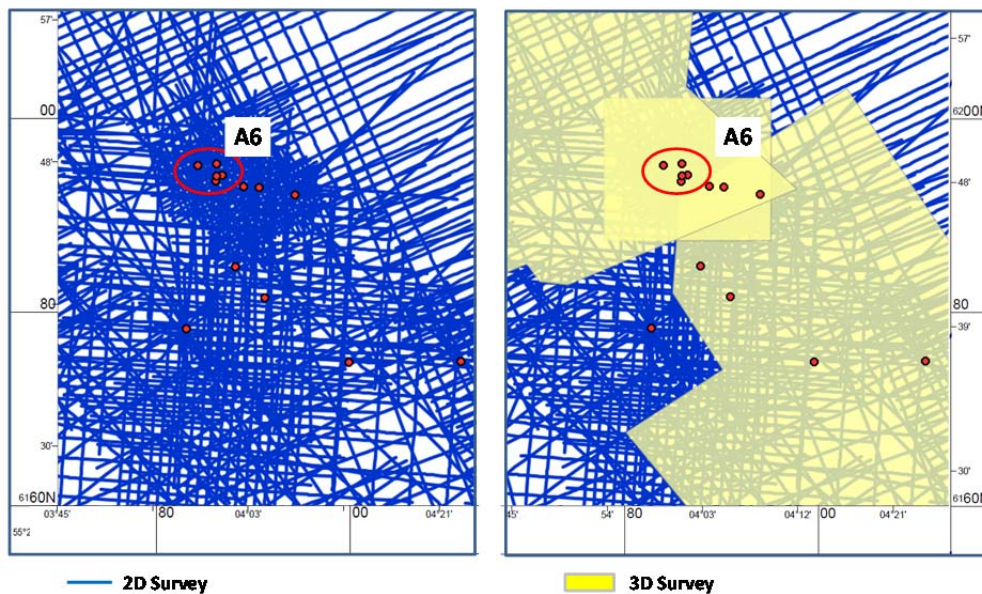


Abbildung 6: 2D und 3D Seismik [21]

d) Lagerstätte

Lagerstättentemperatur und Lagerstättendruck betragen in Teufe 2.600 m unter MSL ca. 100° C beziehungsweise ca. 430 bar, d.h., es handelt sich um eine Süßgas-Hochdrucklagerstätte mit einem Druckgradienten von 0,167 bar/m. Die Lagerstätte hat eine Nord-Süd Ausdehnung von ca. 2,5 km und eine Ost-West Erstreckung von ca. 5,0 km [20].

Ein nennenswerter Aquifereinfluss scheint nicht vorzuliegen.

Die Produktionsergebnisse der Bohrungen zeigen, dass Jura und Zechstein sehr gute Produktivität aufweisen, während im Rotliegenden keine signifikanten Raten erzielt werden konnten. Aufgrund der Produktionsdaten des Jahres 2001 von 1.221,5 Mio. m³(V_n), als erstmalig drei Bohrungen ganzjährig in Betrieb waren, kann man auf eine gute Produktivität der Reservoirs von deutlich über 1 Mio. m³(V_n)/d pro Bohrung schließen (LBEG Jahresbericht 2001) [15].

² In 2016 wurde nur noch ein durchschnittlicher Wert von 40 g/m³ gemessen

e) Bohrungen

Im Gebiet des produzierenden Feldes wurden insgesamt 9 Bohrungen abgeteuft, davon zwei Horizontalbohrungen (A6-2a und A6-A3) mit einer Horizontalbohrstrecke von ca. 1.000 m, Abbildung 7. Fünf dieser Bohrungen mussten aus technischen und geologischen Gründen abgelenkt werden. Auf dem verwässerten Nachbarblock B wurden vier Explorationsbohrungen abgeteuft. Für nähere Angaben siehe Tabelle 1.

Abbildung 7: Zechstein-Bohrung mit Horizontalstrecke [12]

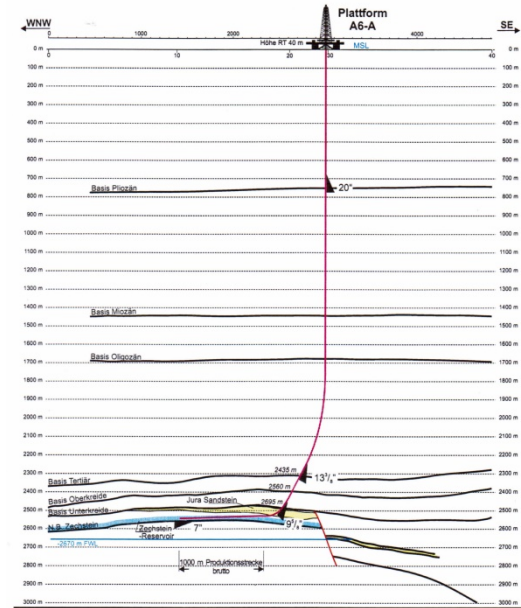
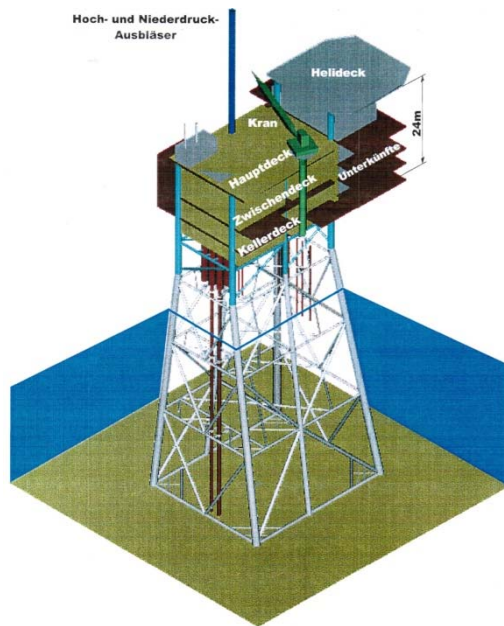


Tabelle 1: Bohrungen A6/B4 [21]

Name	Enddatum	Endteufe	Teufenverlust	TVD	Endformation
SEISMIK					
A6B4	1989				3D Seismik
EXPLORATIONS- UND APPRAISAL BOHRUNGEN					
A6 1 (1-2)	1974	3405	10	3995	Karbon
A6 2	1976	3510	3	3507	Karbon
A6 3	1982	3413	3	3410	Rotliegendes
PRODUKTIONSBOHRUNGEN					
A6-A 1	1999	2855	217	2638	Jura
A6-A 1-a	2000	2990	261	2739	Zechstein
A6-A 2	1999	2890	247	2643	Kimmeridge
A6-A 2a	1999	3569	838	2731	U. Jura (Lias)
A6-A 3	2000	4040	1371	2669	O. Jura (Malm)
A6-A 4	2003	3670	367	3403	O. Rotliegendes
A6-A 5 (1-3)	2005	4300	1404	2896	U. Rotliegend-Vulkanit
A6-A 6 (1-4)	2014	4206	919	3287	Karbon
B4 1	1977	3109	1	3108	Devon
B4 2	1985	3190	1	3189	U. Buntsandstein
B4 3	1988	2925	0	2925	O. Rotliegendes
B4 4	1992	3430	109	3321	Rotliegendes

f) Plattform

Die A6-A Plattform [12] ist eine auf dem Meeresboden abgesetzte, gegründete Stahlkonstruktion. Die Wassertiefe an der Lokation beträgt 48 m. Die Plattform besteht aus einer Unterkonstruktion, dem Jacket, mit 6 Beinen. Pfähle, die durch die Beine gerammt sind, fixieren das Jacket auf seiner Lokation. Das auf dem Jacket aufgesetzte Deck besteht aus Kellerdeck, Zwischendeck, Hauptdeck und Helideck. Die Bauhöhe von Deckunterkante bis Helideck beträgt 24 Meter. Der Abstand zwischen Deckunterkante und mittlerem Meeresniveau, der Air Gap, beträgt 18 m bei einer Gesamthöhe der Konstruktion von 83,9 Meter, Abbildung 8.



Die von der Plattform betriebenen Bohrungen werden über steife Steigrohre (Rigid Riser) vom Meeresboden senkrecht bis auf das Plattformdeck geführt, wo sich auch der Bohrlochkopf und das Eruptionskreuz der Bohrungen mit den Absperreinrichtungen befindet.

Neben den Bohrlochköpfen sind auf der Plattform insbesondere untergebracht: Separatoren, Lagertanks, Mess- und Regeleinrichtungen sowie seit März 2003 auch Erdgasverdichter. Mannschaftsquartiere für 24 Personen erlauben eine ständige Besetzung der Plattform.

Abbildung 8: Plattformkonstruktion A6 A [12]

Die Standbeine der Offshore Plattform A6-A sind 78 Meter tief im Grund der Nordsee verankert. Die Plattform ist so konstruiert, dass bei schwerem Wetter sogar eine Jahrhundertwelle mit einer geschätzten Höhe von 15 bis 17 Metern unter der Plattform hindurchrollen kann, ohne gegen das Deck zu schlagen.

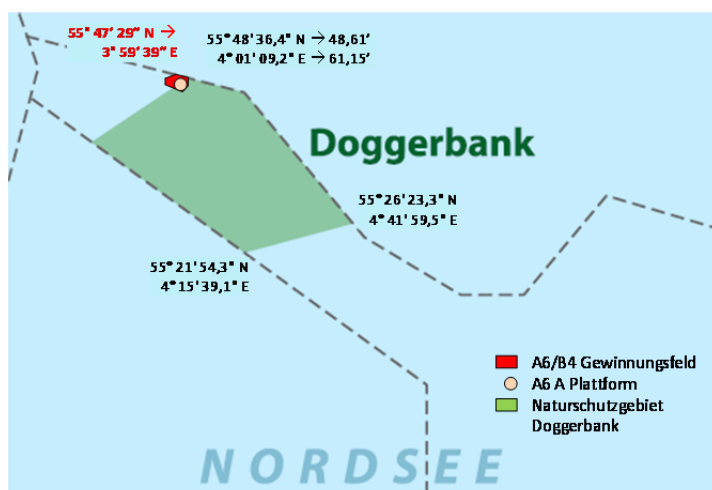
Im Zuge der Anbindung des Ravn-Feldes wurden auf A6-A die für die weitere Behandlung [11] und Verpumpung des Ravn-Öls erforderlichen Anlagen hinzugefügt.

g) Infrastruktur

Die Evakuierung des Fördergutes erfolgt über zwei Leitungen, einer 20 Zoll Gasleitung und einer 4 Zoll Kondensatleitung über die von ENGIE operierte F3-A Plattform in das holländische NOGAT System mit Anschluss an Den Helder.

h) Naturschutz

Am 28. September 2017 ist die Verordnung über die Festsetzung der Naturschutzgebietes „Doggerbank“ in Kraft getreten [22]. Die Plattform befindet sich am nordwestlichen Rand außerhalb des Naturschutzgebietes.



Naturschutzgebiet, Gewinnungsfeld und Lage der Plattform sind in der nebenstehenden Abbildung 9 wiedergegeben [23] [20]. Eine genaue Prüfung der Lokationen ist erforderlich.

Abbildung 9: Gewinnungsfeld, Plattform und Naturschutzgebiet Doggerbank [23] [20]

5. Eignungsbeurteilung für ein CCS Vorhaben

Im Rahmen einer CO₂-Sequestrierung in erschöpfte Erdgasfelder wird CO₂ in den mit Restgas gefüllten Porenraum des Speichergesteins verpresst, füllt ihn unter Druckerhöhung aus und verdrängt Gas und ggf. eingedrungenes Randwasser zurück in das Aquifer. Damit es im Speicher verbleibt, muss die Deckschicht über dem Speicher undurchlässig sein und darf über keine Fehlstellen verfügen, z.B. undichte Bohrungen. Der Betrieb der Verpressung muss so durchgeführt werden, dass die Integrität des Deckgebirges und der Bohrungen erhalten bleibt. Gleiches gilt für die geochemischen Wechselwirkungen zwischen verpresstem CO₂ und Speichergestein sowie zwischen CO₂ und dem in den Poren des Gesteins enthaltenen Fluiden.

Wenngleich wenig für das Erdgasfeld veröffentlicht wurde, so lassen sich doch erste Aussagen zur Eignung des Erdgasfeldes für eine CO₂ Lagerung machen, insbesondere zum

- Speichervolumen
- Injektivität
- Abdichtung des Deckgebirges
- Plattform und Infrastruktur (Pipelines und Kompressoren)

a) Speichervolumen

Das Speichervolumen bei Ausfüllen des ursprünglich Erdgas-gefüllten Volumens (kum. Produktion von 9,5 BCM) ist beträchtlich und beträgt etwa **25 Mt**.

Nach Gerling et al. [24] lässt sich das Speichervolumen abschätzen mit Hilfe von

$$M_{\text{CO}_2} = G_p \cdot B_g \cdot \rho_{\text{CO}_2,r}$$

$$B_g = V_r / V_n = 0,00371 \cdot z \cdot T / p$$

wobei z = dimensionslos, T in Kelvin, p in bar, G_p in m³ (V_n) und ρ in t/m³.

Mit $z = 1,1$ (für H-Gas Thönse mit ähnlichem Kondensatgehalt); $T = 100^\circ\text{C} = 373\text{ K}$; $p = 430\text{ bar}$ folgt

$B_g = 0,00354$ und daraus das effektiv verfügbare Lagerstättenvolumen zu

$$V_L = 33,6\text{ Mm}^3$$

Bei einer CO₂-Dichte von 777 kg/m³ [16] ergibt sich

$$M_{\text{CO}_2} \approx 25\text{ Mt}.$$

Unsicherheiten im Speichervolumen aufgrund von: Kompressibilitätsfaktor z , der bestimmt wird durch die Gaszusammensetzung; Einfluss von Randwassertrieb; lässt sich das ursprüngliche Volumen vollständig wieder auffüllen, ohne Überschreitung des Frackdrucks.

b) Injektivität

Die erzielbare Injektionsrate wird auf größer 100.000 t/a/Bohrung geschätzt.

Die Aufnahmefähigkeit der Lagerstätte wird bestimmt durch die nachfolgende Beziehung durch den Volumenstrom

$$q = \frac{kh \cdot (p_{inj} - p_{res})}{18,67 \cdot B \cdot \text{visc} \cdot \ln(r_e / r_w)},$$

q in $\text{m}^3(\text{V}_n)/\text{d}$, kh in mD m , p in bar , visc in mPa s . Der Volumenstrom wird maßgeblich bestimmt durch die Druckbeaufschlagung ($p_{inj} - p_{res}$), die abhängig ist vom Lagerstätten- und vom Injektionsdruck. Letzterer hat sein Maximum im Frackdruck, der nicht überschritten werden darf. Bei einer CO_2 Injektion anders als bei der Gasproduktion sind grundsätzlich auch die Parameter Formationsvolumenfaktor B und dynamische Viskosität visc . Die Kompressibilitätsfaktoren für Erdgas und CO_2 sind in etwa gleich, für CO_2 siehe Adisoemarta et al. [25] und damit auch die Formationsvolumenfaktoren. Die Viskosität ist nach Peacesoftware [26] mehr als doppelt so groß wie für Methan, das Hauptbestandteil des Erdgases ist. Damit ist selbst bei einer Druckbeaufschlagung, ähnlich hoch wie die Druckabsenkung während der Erdgasförderung, mit einem geringeren Volumenstrom (geringer als 1 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)/\text{d}$) zu rechnen. Ein Volumenstrom von 0,5 Mio. $\text{m}^3(\text{V}_n)/\text{d}$ CO_2 würde bei einer Dichte von 700 Kilogramm pro Kubikmeter, siehe May et al., [27], einem Massenstrom von 350 t/d entsprechen oder ca. 120.000 t/a.

Unsicherheiten in der Injektivität aufgrund von: Lagerstättenparameter, Bohrungsproduktivitäten, derzeitiger Lagerstättendruck, Frackdruck.

c) Abdichten des Deckgebirges

Die Gasfüllung der Lagerstätte über geologische Zeiträume ist Beleg für die Dichtheit des Deckgebirges.

Die Integrität der Bohrung, insbesondere ihre Dichtheit wird hier vorausgesetzt. Im Rahmen von detaillierteren Machbarkeitsuntersuchung müsste geprüft werden, ob die Voraussetzungen der Technischen Regel Bohrungsintegrität des Bundesverbandes Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie [28] erfüllt sind.

Unsicherheiten in der Integritätsbeurteilung der Bohrungen: Bohrungszustand und Dichtheitsprüfungen.

d) Plattform und Infrastruktur

Eignung der Plattform: die neue Aufgabe wird Änderungen der Ausrüstung (CO_2 -Kompression, Prozesseinrichtungen, Pipelineanbindung; CO_2 -Verladeeinrichtung, etc.) erforderlich machen. Die Plattform ist mittlerweile 18 Jahre in Betrieb. Für einen längerfristigen Einsatz ist deren Eignung zu prüfen, gegebenenfalls ist sie unter Berücksichtigung der erforderlichen Betriebsänderungen auf den neuesten Stand nachzurüsten, soweit dies nicht für die Ravn-Förderung bereits erfolgt ist.

Anbindung der Plattform: die vorhandenen Pipelines sind nicht in erster Linie für CO_2 ausgelegt. Es wird zu prüfen sein, wie CO_2 zur Plattform angeliefert werden kann und soll:

kann F3-A für CO₂-Anlieferung und Weiterleitung nach A6-A eingesetzt werden? Müsste evtl. eine separate Pipeline von der deutschen Küste aus gebaut werden? Könnte CO₂ evtl. auch per Schiff tiefgekühlt in flüssiger Form angeliefert werden?

Plattformbetrieb: Ist ein Parallel-Betrieb von Ölproduktion aus dem Ravn-Feld und gleichzeitig Injektion von CO₂ möglich? Dies würde Betriebskosten-Vorteile bringen. Unklar ist weiterhin, ob die Ölproduktion aus dem Ravn-Feld nachhaltig für einen Langfristbetrieb sein wird, oder Plattform und Injektionsbohrungen frühzeitig ganz auf einen CCS-Betreiber übergehen müssten.

Unsicherheiten bei Plattform und Infrastruktur: Zustand der Plattform, Zustand der Leitungen, Verfügbarkeit von Plattform und Leitungen, Anlieferungskonzept für CO₂, Interdependenzen von Ölproduktion und Speicherbetrieb; Übernahme der Verfüllungs- und Räumungsverpflichtungen durch den Speicherbetreiber.

6. Literaturverzeichnis

- [1] EASAC, „EASAC policy report 35, ISBN: 978-3-8047-3841-6,“ February 2018. [Online]. Available: <https://easac.eu/publications/details/easac-net/>. [Zugriff am 19. 3. 2018].
- [2] IPCC, Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to AR5 of the IPCC., Cambridge: Cambridge University Press, 2014.
- [3] Ekins P. *et al.* (2017). The role of CCS in meeting climate policy targets. Report by the UCL Institute for Sustainable Resources. 150 pp
- [4] H.-W. Schiffer und T. Thielemann, „20 Jahre CCS – Erfolge einer Technologie im Wartestand,“ *ENERGIEWIRTSCHAFTLICHE TAGESFRAGEN*, Heft 1/2 67. Jg. 2017, pp. http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2017_02_komplett.pdf
- [5] Massachusetts Institute of Technology, „Pilot Projects. Carbon Capture & Sequestration Technologies @ MIT,“ September 2016 . [Online]. Available: https://sequestration.mit.edu/tools/projects/index_pilots.html. [Zugriff am 16. 2. 2018].
- [6] M. Kühn und U. (. Münch, CLEAN – CO₂ Large-Scale Enhanced Gas Recovery in the Altmark Natural Gas Field. GEOTECHNOLOGIEN Science Report Nr. 19, Berlin-Heidelberg: Springer , 2013.
- [7] Bundesgesetz, „Gesetz zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid,“ 17. August 2012. [Online]. Available: <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Gesetz/gesetzesentwurf.> [Zugriff am 20. 2. 2018].

- [8] Gassnova , „Feasibility study for full-scale CCS in Norway,“ 2016. [Online]. Available: https://www.gassnova.no/en/Documents/Feasibilitystudy_fullscale_CCS_Norway_2016.pdf . [Zugriff am 16. 2. 2018].
- [9] T. Mikunda, „CO2-CATO: New Dutch Government coalition commits to CCS,“ 11 October 2017. [Online]. Available: <https://www.co2-cato.org/news/news/new-dutch-government-coalition-commits-to-ccs>. [Zugriff am 12. 3. 2018].
- [10] J. Brouwer, „CATO2 Overview and future plans – Cardiff Biannual, UKCCSRC Biannual Meeting, Cardiff, UK,“ 10-11 September 2014. [Online]. Available: https://ukccsrc.ac.uk/sites/default/files/documents/event/biannualproceedings/cardiff_biannual_sep14_proceedings_final.pdf. [Zugriff am 12. 3. 2018].
- [11] BBC News, „UK government spent £100m on cancelled carbon capture project,“ 17 January 2017. [Online]. Available: <http://www.bbc.com/news/uk-scotland-scotland-business-38687835>. [Zugriff am 12. 3. 2018].
- [12] Shell, „The Peterhead Carbon Capture and Storage Project. Spence-SPE-Talk,“ 25 March 2015. [Online]. Available: <https://www.spe-uk.org/aberdeen/wp-content/uploads/2014/01/Spence-SPE-Talk-25Mar15.pdf>. [Zugriff am 12. 3. 2018].
- [13] Shell, „Shell Peterhead CCS Project Doc Title: Abandonment Concept for Injection Wells,“ 12 December 2014. [Online]. Available: https://www.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/433483/Abandonment_Concept_for_Injection_Wells.pdf. [Zugriff am 12. 03. 2018].
- [14] Wikipedia, „A6/B4,“ [Online]. Available: <https://de.wikipedia.org/wiki/A6/B4>. [Zugriff am 10. 2. 2018].
- [15] LBEG, „Jahresberichte LBEG,“ [Online]. Available: <http://www.lbeg.niedersachsen.de/erdoel-erdgas-jahresbericht/jahresbericht-erdoel-und-erdgas-in-der-bundesrepublik-deutschland-936.html>. [Zugriff am 14. 2. 2018].
- [16] Wintershall , „Presse-Mediathek,“ [Online]. Available: <https://www.wintershall.com/de/presse-mediathek/pressemeldungen/detail/wintershall-startet-erste-oelproduktion-in-daenischer-nordsee.html>. [Zugriff am 14. 2. 2018].
- [17] Offshore Technology, „Ravn Field, North Sea,“ 2018. [Online]. Available: <https://www.offshore-technology.com/projects/ravn-field-north-sea/>. [Zugriff am 17. 2. 2018].
- [18] Wintershall , „Our Assets - Wintershall Noordzee,“ 2018. [Online]. Available: https://www.google.de/search?q=wintershall+noordzee+assets&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwiC9N3-gbTZAhVBDsAKHY7gBvsQ_AUICygC&biw=1536&bih=637&dpr=1.25#imgsrc=xHw1v7zlUNoc0M:&spf=1519113625526. [Zugriff am 20. 2. 2018].

- [19] L. H. Blidegn, A. Mofidi, H. Haghighi, J. Littler, F. Zhu und T. Solanke, „Flow Assurance Wax Study on the Ravn Field Production System,“ 5. Juni 2016. [Online]. Available: <https://www.slideshare.net/LeifHeldbjergBlidegn/flow-assurance-wax-study-on-the-ravn-production-systemapproved>. [Zugriff am 10. 2. 2018].
- [20] Wintershall A.G., „Deutsche Nordsee A6/B4 - Antrag auf Planfeststellung an das Oberbergamt für das Land Schleswig-Holstein in Clausthal-Zellerfeld,“ 12. Juni, 1998.
- [21] LBEG , „NIBIS Kartenserver – Themenkarten – Geophysik und Tiefbohrungen,“ 2018. [Online]. Available: <http://nibis.lbeg.de/cardomap3/> . [Zugriff am 14. 2. 2018].
- [22] Bundesverordnung, „Verordnung über die Festsetzung des Naturschutzgebietes "Doggerbank" (NSGDgbV) (BGBl. I S. 3400),“ 22. September 2017. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/nsgdgbv/NSGDgbV.pdf>. [Zugriff am 14. 2. 2018].
- [23] Wikipedia, „Naturschutzgebiet Doggerbank,“ 13. Februar 2018. [Online]. Available: [https://de.wikipedia.org/wiki/Doggerbank_\(Naturschutzgebiet\)](https://de.wikipedia.org/wiki/Doggerbank_(Naturschutzgebiet)). [Zugriff am 16. 2. 2018].
- [24] J. P. Gerling, K. Reinhold und S. Knopf, „Speicherpotentiale für CO₂ in Deutschland,“ GEOTECHNOLOGIEN Science Report No.14., 2009.
- [25] P. Adisoemarta , S. M. Frailey und A. S. Lawal, „Measurement of Z-Factors for Carbon Dioxide Sequestration.,“ 2004. [Online]. Available: <http://folk.ntnu.no/skoge/prost/proceedings/aiche-2004/pdffiles/papers/167bc.pdf>. [Zugriff am 16. 2. 2018].
- [26] Peace Software, „Online - Calculation - Carbon dioxide,“ [Online]. Available: http://www.peacesoftware.de/einigewerte/co2_e.html . [Zugriff am 16. 2. 2018].
- [27] F. May, P. Gerling und J. Schuppers, „Chapter 5: Storage Capacity in the Federal Republic of Germany,“ in *TNO-Report "Storage capacity and quality of hydrocarbon structures in the North Sea and the Aegean region" NITG 02-020-B, by Schuppers et al., April 2003, 2003.*
- [28] Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e.V. (BVEG), „Die Technische Regel Bohrungsintegrität,“ 01. August 2017. [Online]. Available: <https://www.bveg.de/News/Neue-Technische-Regel-des-BVEG-online>. [Zugriff am 17. 02. 2018].